DECISION

IN THE MATTER OF an Application dated July 12, 2001 by New Brunswick Power Corporation in connection with a proposal to refurbish its generating facility at Coleson Cove.

January 28, 2002

NEW BRUNSWICK

BOARD OF COMMISSIONERS OF PUBLIC UTILITIES

Introduction

The New Brunswick Power Corporation (NB Power), on July 12, 2001, filed an application, pursuant to Subsection 40.1(1.1) of the Public Utilities Act (the Act), with the New Brunswick Board of Commissioners of Public Utilities (the Board) for a recommendation from the Board concerning a proposed refurbishment of the Coleson Cove generating facility. That section of the Act requires NB Power to make an application to the Board before making an expenditure exceeding $75 million for the maintenance or upgrade of a generating facility. The Board, at the conclusion of the hearing process, is to forward its recommendation in writing to NB Power.

The pre-hearing conference was held on September 14, 2001, at which time the procedure leading up to the public hearing was established. NB Power submitted its written evidence on November 1, 2001. The hearing commenced January 14, 2002 and the Board heard final arguments on January 21, 2002.

The witnesses who testified for NB Power were:

Stewart MacPherson
James Brogan
Sharon MacFarlane
William Marshall
Gaetan Thomas
Glen Wilson

The formal intervenors were:

Bowater Maritimes Inc.

Canadian Unitarians for Social Justice
City of Saint John
Conservation Council of New Brunswick (CCNB)
Fraser Papers Inc.
Rodney J. Gillis
Irving Oil Limited
J.D. Irving Limited
New Brunswick Department of Natural Resources and Energy (the Province)
Saint John Citizens Coalition for Clean Air
Saint John Energy
Union of New Brunswick Indians
UPM-Kymmene Miramichi Inc.
Ville d'Edmundston
Westcoast Power Inc.

NB Power, in its evidence, stated that due to an agreement it had entered into with Bitumenes Orinoco S.A. (BITOR), certain information with respect to the fuel supply term sheet, including the price of Orimulsion®, was confidential. Concern arose over how to assure the public that the evidence of NB Power properly reflected the costs associated with the use of Orimulsion®. This matter was discussed at a Motions Day on December 5, 2001. After discussion by the parties, the Board ruled that:

> "To assist PUB and the Intervenors, a qualified independent auditor will be appointed by the PUB to review the agreement, the spread sheets and input and output information with respect to the analysis, the preparation of all models and statements of all conclusions contained in the NB Power Evidence in relation to BITOR in reference to this particular application. The auditor shall sign a confidentiality agreement with NB Power. The auditor shall be permitted access to any and all information and data (including electronic data) and personnel that he deems necessary or required to complete his report. This auditor shall express his opinion to the PUB and the Intervenors as to the accuracy of the inputs and outputs and identify and report on the extent of any inaccuracy in the analysis and conclusions."

In addition, NB Power was directed to provide a redacted version of the term sheet to all intervenors.

Mr. J.H.S. Easson, a Chartered Accountant, provided a report to all parties and was a witness at the public hearing. The report was filed as exhibit (PUB 4) at the commencement of the hearings. No parties to the proceedings objected to the information or the statements provided by Mr. Easson.

NB Power stated that the key drivers for the proposed refurbishment project were to meet anticipated emission standards for SO_2 and NO_x and the low and stable cost of Orimulsion® fuel and its contribution to rate stability. To achieve this, NB Power is proposing to convert Coleson Cove to allow for the use of Orimulsion® as the primary fuel source.

The Board, as stated in its decision of July 11, 2001, is of the opinion that environmental protection is clearly within the mandate of the New Brunswick Department of the Environment and Local Government. The Board also notes the responsibility of the board of directors of NB Power, under section 3(7) of the Electric Power Act, to take actions based on sound business practices. As well, they are to administer the affairs of the Corporation on a commercial basis subject to public policy as determined by the Lieutenant-Governor in Council.

The issues raised have been grouped in this decision as follows: economic assumptions, fuel supply, environmental controls and project controls. The decision also includes comments on the financial position of NB Power.

Economic Assumptions

As directed in the Generic Hearing decision, NB Power has identified all reasonable options for the project and provided its rationale for eliminating some alternatives from further evaluation. Fifteen power supply options, which could replace energy supplied by the Coleson Cove facility, were identified. These were reduced to three options through a screening curve analysis. The three options were chosen based on their economic viability and their ability to meet the anticipated emission standards for SO_2 and NO_x.

In making its determination of the least cost alternative from the three options, NB Power carried out an evaluation by way of an integrated resource plan. The resource plan was developed using the PROVIEW model, which uses dynamic programming techniques to calculate the least cost supply option to meet the forecast load requirement in New Brunswick. Inputs included the estimated cost for capital equipment, fuel, future interest rates, price escalation, exchange rates and discount rates.

The PROVIEW analysis produced a total lifetime cost for each of the options, which was expressed in their net present value in 2006 dollars. The total net present value (NPV) of each of the options is as follows:

Orimulsion® Conversion	$5.337 billion
Oil Blend	$5.730 billion
Oil Blend/Natural Gas Combination	$5.841 billion

These estimates were prepared on the assumption that the Point Lepreau refurbishment goes forward and were referred to as the "Base Case". NB Power then tested the response of each of the options to the following changes in major input assumptions:

- Load forecast variation of + or – 13%
- Natural gas price variation of + or – 25%
- Discount rate increase from 7.15% to 9.33%
- Capital cost variation of + or – 25%
- Low export sales in terms of both volume and price
- High export sales in terms of both volume and price
- Removal of the Point Lepreau refurbishment project
- Environmental emission costs for SO_2 ($200 per tonne), CO_2 ($15 per tonne) and NO_x ($200 per tonne).

In each of these sensitivity analyses, the Orimulsion® Conversion case remained the low cost option. The corporation proceeded to carry out a "Stress Case" evaluation to consider the impact on each of the options of the following multiple changes from the Base Case:

- Low gas prices
- Low export market conditions
- No load growth beyond 2010
- Environmental emission costs for SO_2, CO_2 and NO_x.

The Stress Case analysis showed that the Orimulsion® Conversion case still remained the low cost option although the differential between Orimulsion® Conversion and the Oil Blend alternative was reduced to $76 million. Also, in response to Interrogatory NBP (PNB) 67, NB Power recalculated the Stress Case to include a capital cost variation of + 25%. In this case, the Oil Blend alternative became a lower cost option than Orimulsion® Conversion by $76 million.

The Board is satisfied that the screening process was conducted appropriately and in keeping with the directions of the Generic Hearing decision. At no time during the hearing process did the Board receive any evidence from the intervenors which would suggest that the project as proposed was not the least cost option in terms of NPV. Based upon all the evidence presented, the Board is satisfied that the Coleson Cove Orimulsion® Conversion is the least cost alternative of all the reasonable options.

Fuel Supply

The Province and CCNB each questioned the prudence of relying on a sole source supply of fuel. NB Power confirmed that in the event of an interruption of supply, the plant could revert to fuel oil, although this would occur only after the onsite storage of Orimulsion® had been exhausted. NB Power also suggested that a sole source supply of natural gas from the Sable Gas Field was no different than the supply of Orimulsion®

and that there were no storage options available for natural gas at this time. As well, the applicant stated it has had many years of successful uninterrupted fuel supply from Venezuela – over 20 years for heavy fuel oil and approximately seven years for Orimulsion®.

The Province questioned the rationale of having a 20 year contract with BITOR for the supply of Orimulsion®. The Province took the position that a 20 year contract would be disadvantageous particularly if the price of natural gas and oil should fall below the price of Orimulsion®. The Province recommended that the contract with BITOR should be for only five years with an option to renegotiate every five years. The Board is of the view that opening the contract every five years would expose NB Power to considerably more risk than a firm contract for 20 years. Prices for competing fuels may rise as well as fall. In any case, the proposed payback period of six years on the capitalization of the project means that a five year contract is not desirable. The Board, in the absence of specific knowledge of the provisions of the term sheet, encourages NB Power to carefully consider the relative advantages of the proposed 20 year contract against a 10 year contract with an option to renegotiate.

The intervenors also questioned under what conditions could NB Power end its obligation to purchase Orimulsion®. It indicated that if environmental standards become so strict that burning the Orimulsion® would not allow them to meet the standards, their obligation would end. The Board is satisfied that the applicant has confidence in the ability of BITOR to perform its obligations under the contract. However, Ms.

MacFarlane did state that NB Power was continuing to review the possibility of third party guarantees. NB Power will conduct a cost benefit evaluation to determine if such guarantees would be reasonable in this case. The Board encourages NB Power to do all that it can to ensure that the contract will include appropriate protection for NB Power in the unlikely event that BITOR did fail to meet any of its obligations.

Environmental Controls

NB Power stated that one of the key drivers for the refurbishment of Coleson Cove is the need to reduce air emissions, specifically SO_2 and NO_x. The Board heard that the need to reduce SO_2 to 40,000 tonnes annually at the facility will likely become a requirement of the certificate issued pursuant to the New Brunswick Clean Air Act in 2005. The Board also heard that NB Power has undertaken to meet the federal emissions guidelines for new and refurbished facilities under the Canadian Environmental Protection Act. By 2005, NB Power plans to meet, at the Coleson Cove facility, an emission rate of .21 lbs/MMBTU (million British Thermal Units) of NO_x, exceeding the existing guideline of .26 lbs/MMBTU. The Board heard there are no current standards for CO_2 emissions. The use of Orimulsion® would reduce CO_2 emissions by 3% compared to the heavy oil presently burned.

In addition, other environmental controls will be required, regardless of the fuel type. These relate to water, wastewater and solid waste. As part of the Generic Hearing, NB

Power was required to provide a cost estimate for each. The Board is satisfied that NB Power has addressed this requirement in the evidence.

CCNB established that there are no legislated standards set by the Province for SO_2, NO_x, or CO_2. NB Power has developed the proposal for the project to meet their forecast of emission standards. The Board concludes that there has been no clear direction provided to the applicant by the provincial government as to what standards the project must meet. The Board recognizes that the Environmental Impact Assessment (EIA) process is underway and at the conclusion of that process, some aspects of the potential requirements may be clearer. However, the Board is disappointed that the Province was unable to provide a definite policy with respect to the management of emissions during the period of time the utility had to plan for the refurbishment project.

Project Controls

NB Power outlined that by accelerating the construction schedule of the project by one year to allow for an in-service date of 2004, there would a gross margin benefit of $100 million dollars. This would arise from a reduction in fuel costs and enhanced export sales potential. NB Power indicated that the full EIA process could be completed in time to begin construction in the fall of 2002. Bringing the plant in-service one year earlier would achieve improvements in air quality that much sooner.

The presentation made by the witness panel, at the commencement of the hearing, showed that turn key contracts had been secured for over 40% of the total cost of the project. The Board recognizes that this is an important consideration in the overall management of the project and that it will contribute to completing the project within budget.

Financial Position of NB Power

In its decision of May 22, 1991, the Board considered the financial ratios of the corporation, and accepted that a debt to equity ratio of 80:20 would be reasonable for NB Power and that a reasonable range for the interest coverage ratio would be 1.00 times to 1.25 times. The Board considers these ratios still to be appropriate.

Prior to the present application, NB Power had not filed financial information with the Board for public review since 1993. The pre-filed evidence for the hearing included a copy of the Business Plan and Financial Projection 2001/02 – 2008/09 (the "Business Plan"). In addition, the Board introduced pages 37 and 49 of the Annual Report for 2000/2001 of the corporation in evidence. (Exhibits PUB 5 and 6 respectively).

In response to a question from the Board, Ms. MacFarlane indicated that the interest coverage ratio is currently below one and that in the last two fiscal years it has been below one because of the losses incurred. Ms. MacFarlane agreed that the retained

earnings of the corporation at March 31, 2002, would be approximately $9 million after including the net income for the current year now forecast to be less than $1 million. This would mean that NB Power is effectively being financed 100% by debt.

Ms. MacFarlane made the following statement.

> "Now it is the case that I believe we need to re-establish our balance sheet. And as we go into the future operating with a zero equity and with interest coverages where they are today, is not sustainable into the long term. And does not meet the requirements as you so clearly pointed out. And that will be...part of the consideration that we look (at) in putting together a rate plan for the long term." (Transcript – Page 597).

It is clear that the financial position of NB Power is not healthy and the Board agrees with Ms. MacFarlane in the conclusions expressed in this paragraph.

The Board notes that the eight-year projections included with the Business Plan indicate that the two ratios will not improve significantly over the period to 2008/09, despite the fact that the introduction of Orimulsion® will result in reduced generating costs. Therefore, NB Power's financial position will not improve over this planning period unless there are significant increases in its revenues. NB Power may find it necessary to request the Board to approve rate increases to achieve this. If so, the Board would

attempt to give its approval of any necessary changes in a manner that would avoid rate shock, so as to avoid a significant negative impact on the provincial economy.

Proposed Recommendations

In preparing its recommendation to the board of directors of NB Power, the Board was asked to consider a number of proposals brought forward by the intervenors. CCNB recommended that the project be delayed until there is greater certainty regarding the provincial environmental emission standards and their implementation date. The Board concurs that there is a high degree of uncertainty regarding environmental emission standards. The Board is satisfied that NB Power has made adequate provisions in its financial forecast to deal with the costs associated with any reasonable environmental emission standards that may be established.

The Province proposed that the Board make the recommendations which are summarized below:

1. NB Power should be required to submit a strategic plan within 12 months outlining how it would address a potential $100/tonne charge in 2010 for the mitigation of CO_2. Included in the plan should be a discussion of demand side management (DSM) initiatives, non-thermal production opportunities and the development and use of natural gas.

The Board is of the opinion that NB Power has provided a reasonable representation of what measures would have to be taken to address a $100/tonne CO_2 requirement. In cross examination, Mr. Marshall directed the intervenors to the evidence where the NPVs of the three options were given for such a scenario. He showed that for any future expansions, nuclear generating facilities would be the only viable option. Mitigation of CO_2 emissions is an issue that is not unique to NB Power. It will affect many different industries, including independent power producers in the future. The Board encourages the Province to undertake the development of the appropriate policies to assist NB Power and any existing or potential new industries in New Brunswick.

Regarding DSM, the Board has already directed NB Power to address this in the evidence to be provided in the Point Lepreau filing.

The Board does not believe that it is appropriate for NB Power to undertake studies on the use of non-thermal production or on the development and use of natural gas in New Brunswick. These issues would be more appropriately addressed on a broader scale by the Province.

2. The scaled selective catalytic reactor estimated to cost $48 million should be added now rather than at a later date.

There may be a need to further reduce NO_x emissions at some point in the future, but it is unclear exactly when and by how much these emissions will need to be reduced. NB Power has satisfied the Board that funds would be available to provide for NO_x reductions if necessary.

3. The 20 year BITOR contract should be negotiated so as to have an initial term of five years with the option to renew for three consecutive 5 year periods. Alternatively, the contract should be negotiated with exit clauses.

As stated previously, the Board is of the opinion that a 5 year contract is not desirable.

4. NB Power should seek an equity partner in the capitalization of the project.

The Board is of the opinion that an equity partner for the capitalization of the project is not required.

Recommendation

The Board will recommend to NB Power that the refurbishment of the Coleson Cove generating facility proceed as proposed in the evidence.

DATED at the City of Saint John this 28th day of January, 2002.

BY THE BOARD

Lorraine R. Légère
Secretary

DÉCISION

DANS L'AFFAIRE d'une demande présentée par la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick le 12 juillet 2001 visant une proposition de remise à neuf de la centrale de Coleson Cove.

Le 28 janvier 2002

COMMISSION DES ENTREPRISES DE SERVICE PUBLIC

DU NOUVEAU-BRUNSWICK

Introduction

Le 12 juillet 2001, la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB) a déposé auprès de la Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick (la Commission), sous le régime du paragraphe 40.1(1.1) de la *Loi sur les entreprises de service public* (la Loi), une demande visant à obtenir de celle-ci ses recommandations quant à la proposition de remise à neuf de la centrale de Coleson Cove. Conformément à cette disposition, Énergie NB doit faire une demande à la Commission avant d'engager une dépense de plus de 75 millions de dollars pour l'entretien ou l'amélioration d'une centrale. À la fin de l'audition, la Commission doit faire parvenir ses recommandations par écrit à Énergie NB.

La conférence préparatoire à l'audience, au cours de laquelle la procédure préalable à l'audience publique a été établie, a eu lieu le 14 septembre 2001. Énergie NB a déposé sa preuve écrite le 1er novembre 2001. L'audience a commencé le 14 janvier 2002, et la Commission a entendu les arguments finaux le 21 janvier 2002.

Les personnes suivantes ont témoigné pour Énergie NB :

Stewart MacPherson
James Brogan
Sharon MacFarlane
William Marshall
Gaetan Thomas
Glen Wilson

Les intervenants officiels étaient :

Bowater Maritimes Inc.
Canadian Unitarians for Social Justice
City of Saint John

Conservation Council of New Brunswick, Inc. (le CCNB)
Papiers Fraser (Canada) Inc.
Rodney J. Gillis
Irving Oil Limited
J.D. Irving, Limited
Ministère des Ressources naturelles et de l'Énergie du Nouveau-Brunswick (la Province)
Saint John Citizens Coalition for Clean Air
Saint John Énergie
Union of New Brunswick Indians Inc.
UPM-Kymmene Miramichi Inc.
Ville d'Edmundston
Westcoast Power Inc.

Dans sa preuve, Énergie NB a déclaré que, suivant une entente qu'elle avait conclue avec la société Bitúmenes Orinoco S.A. (BITOR), elle tenait à titre confidentiel certains renseignements sur la liste de conditions relatives à l'approvisionnement en combustible, notamment le prix de l'Orimulsion®. La façon d'assurer le public que la preuve fournie par Énergie NB correspond bien aux coûts résultant de l'utilisation de l'Orimulsion® a soulevé des inquiétudes. La question a été débattue lors d'une motion le 5 décembre 2001. Les parties en ont discuté et, par la suite, la Commission a ordonné ce qui suit :

> Pour aider la CESP et les intervenants, la CESP nommera un vérificateur indépendant qualifié pour examiner le contrat, les feuilles de calcul, les hypothèses de départ et les résultats de l'analyse, la préparation de tous les modèles et toutes les conclusions tirées qui figurent dans la preuve d'Énergie NB au sujet de BITOR par rapport à la présente demande. Le vérificateur signera une entente de confidentialité en faveur d'Énergie NB. Il aura accès à toute l'information et à toutes les données (notamment les données électroniques), ainsi qu'au personnel qu'il pourrait juger nécessaire de consulter pour faire son rapport. Le vérificateur exprimera son opinion relativement à l'exactitude des hypothèses et des conclusions à la CESP et aux intervenants, et il déterminera et signalera l'ampleur de toute inexactitude dans l'analyse et dans les conclusions.

De plus, elle a ordonné à Énergie NB de remettre une version expurgée de la liste des conditions à tous les intervenants.

M. J.H.S. Easson, comptable agréé, a remis un rapport à toutes les parties et a témoigné à l'audience publique. Son rapport a été déposé en preuve (pièce PUB 4) au début des audiences. Aucune des parties ne s'est opposée à l'information fournie par M. Easson ni à ses déclarations.

Énergie NB a déclaré que le besoin de se conformer aux normes prévues en matière d'émissions de SO_2 et de NO_x, le prix stable et peu élevé du combustible Orimulsion® et sa contribution à la stabilité des tarifs sont les facteurs principaux qui l'ont poussé vers le projet de remise à neuf. Pour ce faire, Énergie NB propose de convertir la centrale de Coleson Cove de façon à permettre l'utilisation de l'Orimulsion® comme principale source de combustible.

Comme elle l'a déclaré dans sa décision du 11 juillet 2001, la Commission est d'avis que la protection de l'environnement est clairement du ressort du ministère de l'Environnement et des Gouvernements locaux. La Commission souligne également qu'en vertu du paragraphe 3(7) de la *Loi sur l'énergie électrique*, les actions du conseil d'administration d'Énergie NB doivent être fondées sur des pratiques commerciales saines. De plus, le conseil d'administration doit gérer commercialement les affaires de Énergie NB, sous réserve de la politique officielle que le lieutenant-gouverneur en conseil peut déterminer.

Les questions soulevées par la présente affaire ont été regroupées dans la présente décision de la façon suivante : les hypothèses économiques, l'approvisionnement en

combustible, les mesures de protection de l'environnement et le contrôle du projet. La décision contient également des observations sur la situation financière d'Énergie NB.

Les hypothèses économiques

Comme il lui avait été ordonné dans la décision rendue à l'issue de l'audience générique, Énergie NB a défini toutes les possibilités raisonnables pour le projet et a exposé les motifs qui l'ont poussé à écarter certaines sources possibles d'approvisionnement du processus d'évaluation. Quinze sources possibles d'approvisionnement en énergie, en remplacement de l'énergie fournie par la centrale de Coleson Cove, ont été identifiées. Celles-ci ont été réduites à trois par suite d'une analyse de la courbe de présélection. Les trois options ont été choisies en fonction de leur viabilité économique et de leur capacité de respecter les normes projetées en matière d'émissions de SO_2 et de NO_x.

Pour déterminer laquelle des trois sources d'approvisionnement constitue l'option la moins coûteuse, Énergie NB a procédé à une évaluation par voie d'un plan intégré des ressources. Ce plan a été établi à partir du modèle PROVIEW, qui effectue le calcul de l'option d'approvisionnement la moins coûteuse pour remplir les charges prévues au Nouveau-Brunswick au moyen de techniques de programmation dynamique. Le coût estimatif des biens d'investissement, du combustible, des taux d'intérêts futurs, de l'indexation des prix, des taux de change et des taux d'escompte figurait dans les entrées.

L'analyse PROVIEW a produit le coût global du cycle de vie de chacune des options, exprimé en leur valeur actualisée nette en dollars de 2006. La valeur actualisée nette (VAN) globale de chacune des options est la suivante :

Conversion à l'Orimulsion®	5 337 milliards de dollars
Mélange de mazout	5 730 milliards de dollars
Combinaison mélange de mazout - et gaz naturel	5 841 milliards de dollars

Les coûts estimatifs indiqués ci-dessus, qu'on appelle « cas de base », ont été déterminés selon l'hypothèse voulant que la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau serait réalisée. Énergie NB a alors vérifié la réaction de chacune des options aux changements suivants dans les principales hypothèses d'entrée :

- Variation de la prévision de la charge de ± 13 %
- Variation du prix du gaz naturel de ± 25 %
- Augmentation du taux d'escompte de 7,15 % à 9,33 %
- Variation des coûts d'immobilisations de ± 25 %
- Marché à l'exportation faible - volume et prix
- Marché à l'exportation fort - volume et prix
- Abandon du projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau
- Coûts liés aux émissions environnementales de SO_2 (200 $ la tonne), de CO_2 (15 $ la tonne) et de NO_x (200 $ la tonne)

Dans chacune de ces analyses de la sensibilité, la conversion à l'Orimulsion® est demeurée l'option la moins coûteuse. Énergie NB a mené une évaluation du « cas critique » afin de prendre en considération l'impact sur les options des changements multiples suivants par rapport au cas de base :

- Faible prix du gaz naturel
- Faible marché à l'exportation
- Aucune croissance de la charge après l'an 2010
- Coûts liés aux émissions environnementales de SO_2, de CO_2 et de NO_x

L'analyse du cas critique a démontré que la conversion à l'Orimulsion® demeurait toujours l'option la moins coûteuse, bien que l'écart entre la conversion à l'Orimulsion® et l'option du mélange de mazout a été réduit à 76 millions de dollars. De plus, en réponse à la question 67 de ÉNB (PNB), Énergie NB a procédé à un nouveau calcul du cas critique pour tenir compte d'une hausse des coûts d'immobilisations de 25 %, calcul qui a produit un coût lié à l'option du mélange de mazout inférieur de 76 millions de dollars à celui de la conversion à l'Orimulsion®.

La Commission estime que la présélection a été menée de façon convenable et conformément aux directives énoncées dans la décision rendue à l'issue de l'audience générique. Au cours du processus menant à l'audience, les intervenants n'ont présenté aucune preuve à la Commission qui semblerait indiquer que le projet tel que proposé ne constitue pas l'option la moins coûteuse pour ce qui est de la VAN. Compte tenu de toute la preuve qui a été présentée, la Commission estime que parmi toutes les options raisonnables, la conversion à l'Orimulsion® de la centrale de Coleson Cove est celle qui est la moins coûteuse.

L'approvisionnement en combustible

La Province et le CCNB ont tous deux contesté la prudence de se fier à une seule source d'approvisionnement en combustible. Énergie NB a confirmé qu'en cas d'interruption dans l'approvisionnement, la centrale pourrait revenir au mazout, quoique ceci ne se produirait qu'après l'épuisement de l'Orimulsion® entreposé sur le site. Énergie NB a également laissé entendre qu'avoir une seule source d'approvisionnement en gaz naturel, soit les champs de gaz naturel de l'île de Sable, était la même chose qu'avoir une seule source d'approvisionnement en Orimulsion®, et qu'à présent il n'était pas possible d'entreposer le gaz naturel. De plus, Énergie NB a déclaré qu'elle jouit depuis bien des années d'un approvisionnement en combustible ininterrompu du Venezuela, soit depuis plus de 20 ans pour ce qui est du mazout lourd et d'environ sept ans pour ce qui est de l'Orimulsion®.

La Province a contesté la logique de conclure un contrat de vingt ans avec la société BITOR pour l'approvisionnement en Orimulsion®. Elle a adopté le point de vue voulant qu'un contrat de vingt ans serait désavantageux, surtout si le prix du gaz naturel et du mazout devait tomber en deça de celui de l'Orimulsion®. La Province a recommandé que la durée du contrat avec BITOR ne soit que de cinq ans et que celui-ci contienne une option permettant de le renégocier aux cinq ans. La Commission est d'avis que le fait de renégocier le contrat à tous les cinq ans exposerait Énergie NB à un risque beaucoup plus élevé qu'un contrat ferme d'une durée déterminée de vingt ans. Le prix des combustibles concurrents pourrait augmenter autant qu'il pourrait diminuer. Dans tous les cas, puisque la période projetée de récupération du capital investi dans le projet est de six ans, il n'est pas souhaitable d'avoir un contrat de cinq ans. La Commission, qui n'est pas au courant des dispositions particulières de la liste des conditions, encourage Énergie NB à évaluer

attentivement les avantages relatifs du contrat projeté de vingt ans et d'un contrat de dix ans avec option de renouvellement.

Les intervenants ont également demandé de savoir dans quelles conditions Énergie NB pourrait mettre fin à son obligation d'acheter l'Orimulsion®. Énergie NB a indiqué que si les normes environnementales devenaient si sévères qu'il leur serait impossible de s'y conformer en brûlant l'Orimulsion®, leur obligation prendrait fin. La Commission estime que Énergie NB a confiance en la capacité de BITOR de remplir ses obligations prévues au contrat. Toutefois, M^{me} MacFarlane a déclaré qu'Énergie NB continuait à étudier la possibilité d'obtenir des garanties de tiers. Énergie NB va mener une évaluation coût-avantage pour déterminer si de telles garanties seraient justifiées en l'espèce. La Commission encourage Énergie NB à faire tout en son possible pour s'assurer d'être suffisamment protégée aux termes du contrat contre un manquement par BITOR à l'une de ses obligations.

Les mesures de protection de l'environnement

Énergie NB a déclaré que l'un des facteurs principaux qui la poussent vers la remise à neuf de la centrale de Coleson Cove est le besoin de réduire les émissions dans l'atmosphère, particulièrement en matière de SO_2 et de NO_x. La Commission a entendu que le besoin de réduire les émissions de SO_2 à 40 000 tonnes par année à la centrale deviendra probablement une condition pour obtenir le certificat délivré sous le régime de la *Loi sur l'assainissement de l'air* du Nouveau-Brunswick en 2005. La Commission a également entendu qu'Énergie NB s'est engagée à se conformer aux directives fédérales en matière d'émissions pour les nouvelles centrales et les centrales remises à neuf sous le

régime de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999)*. D'ici l'an 2005, Énergie NB s'attend atteindre, à la centrale de Coleson Cove, un taux d'émission de 0,21 lb/mmBtu (million British Thermal Units) de NO_x, ce qui dépasse la directive actuelle, qui est de 0,26 lb/mmBtu. La Commission a entendu qu'il n'existe actuellement aucune norme pour ce qui est des émissions de CO_2. L'utilisation de l'Orimulsion® réduirait de 3 % les émissions de CO_2, comparativement à l'utilisation actuelle du mazout lourd.

De plus, peu importe le genre de combustible utilisé, il faudra prendre d'autres mesures de protection de l'environnement relativement à l'eau, aux eaux usées et aux déchets solides. À l'issue de l'audience générique, on a ordonné à Énergie NB de fournir une estimation du coût de chacun. La Commission estime que Énergie NB a rempli cette condition dans sa preuve.

Le CCNB a démontré que la province n'a établi aucune norme législative en matière d'émissions de SO_2, de NO_x ou de CO_2. Énergie NB a élaboré sa proposition de sorte à se conformer aux normes qu'elle prévoit en matière d'émissions. La Commission conclut que le gouvernement provincial n'a fourni aucune orientation claire à Énergie NB en ce qui concerne les normes auxquelles le projet doit se conformer. La Commission reconnaît que le processus d'études d'impact sur l'environnement (ÉIE) est en cours et qu'à la fin de ce processus, certains aspects des conditions éventuelles pourraient être plus clairs. Toutefois, la Commission est déçue que la Province n'ait pu fournir de politique définitive quant à la gestion des émissions au cours de la période dont disposait Énergie NB pour planifier le projet de remise à neuf.

Le contrôle du projet

Énergie NB a souligné qu'en avançant d'un an le calendrier de la construction du projet de façon à permettre la mise en service en 2004, elle réaliserait une marge brute de 100 millions de dollars. Cette marge serait le résultat du prix réduit du combustible et d'une possibilité accrue de ventes à l'exportation. Énergie NB a indiqué que le processus complet de l'ÉIE pourrait être terminé à temps pour entamer la construction à l'automne 2002. La mise en service de la centrale une année plus tôt aurait pour effet d'améliorer la qualité de l'air une année plus tôt.

L'exposé fait par le groupe d'experts au début de l'audience a démontré que des contrats clés en main avaient été conclus pour plus de 40 % du coût total du projet. La Commission reconnaît qu'il s'agit d'une considération importante dans la gestion globale du projet et que ces contrats contribueront à l'achèvement du projet dans les limites du budget prévu.

La situation financière d'Énergie NB

Dans sa décision du 22 mai 1991, la Commission a examiné les ratios financiers de Énergie NB et a accepté qu'un ratio emprunts/capitaux propres de 80:20 serait raisonnable pour Énergie NB et qu'un ratio de couverture de l'intérêt raisonnable serait de 1,00 fois à 1,25 fois. La Commission est d'avis que ces ratios sont toujours appropriés.

Avant la présente demande, Énergie NB n'avait pas déposé de renseignements financiers auprès de la Commission en vue d'un examen public depuis 1993. Dans la preuve

déposée avant l'audience, il y avait une copie de son Plan d'entreprise et Prévisions financières 2001-2002 à 2008-2009 (le plan d'entreprise). De plus, la Commission a déposé en preuve les pages 37 et 49 du rapport annuel pour l'année financière 2000-2001 de Énergie NB. (Pièces PUB 5 et 6, respectivement.)

Dans sa réponse à une question que lui a posée la Commission, M^me^ MacFarlane a indiqué que le ratio de couverture de l'intérêt est actuellement inférieur à un et qu'il l'a été au cours des deux dernières années financières, à cause des pertes subies. M^me^ MacFarlane a convenu que les bénéfices non répartis de Énergie NB au 31 mars 2002 seraient d'environ 9 millions de dollars après avoir ajouté le revenu net de l'année courante, qui est maintenant prévu à moins de 1 million de dollars. Ceci signifie que Énergie NB est effectivement financée à 100 % par des dettes.

M^me^ MacFarlane a fait la déclaration suivante :

> [TRADUCTION] Maintenant, je pense qu'il nous faut rétablir notre bilan. Et nous nous lançons dans l'exploitation future sans capitaux propres, et avec les taux d'intérêts actuels, ce n'est pas viable à long terme. Et ça ne satisfait pas aux exigences, comme vous l'avez si clairement souligné. Et ce fera ... partie de ce que nous allons regarder quand nous mettrons ensemble un plan des tarifs à long terme. (Transcription, à la page 597 de la version anglaise.)

Il est clair que la situation financière de Énergie NB n'est pas saine et la Commission est d'accord avec les conclusions de M^me^ MacFarlane exprimées au paragraphe précédent.

La Commission souligne que les projections financières de huit ans contenues dans le plan d'entreprise indiquent que les deux ratios ne s'amélioreront pas considérablement d'ici l'année financière 2008 - 2009, malgré le fait que l'introduction de l'Orimulsion® aura pour effet de diminuer les coûts de production. Ainsi, la situation financière d'Énergie NB ne s'améliorera pas au cours de la présente période de planification, à moins que les revenus de Énergie NB n'augmentent considérablement. Pour y arriver, Énergie NB pourrait juger nécessaire de demander à la Commission d'approuver des augmentations de tarifs. Le cas échéant, la Commission tentera de donner son approbation à toute modification nécessaire d'une manière qui éviterait une explosion des tarifs, pour éviter un effet négatif important sur l'économie de la province.

Les recommandations

Pour les besoins de la formulation de ses recommandations au conseil d'administration de Énergie NB, on a demandé à la Commission d'étudier un nombre de propositions présentées par les intervenants. Le CCNB a recommandé que le projet soit reporté jusqu'à ce que les normes environnementales provinciales en matière d'émissions soient plus certaines et que leur date de prise d'effet soit connue. La Commission est d'accord que la question des normes environnementales en matière d'émissions est très incertaine. La Commission estime qu'Énergie NB a pris les dispositions nécessaires dans ses prévisions financières pour traiter des coûts liés à toute norme environnementale raisonnable qui pourrait être prise en matière d'émissions.

La Province a proposé à la Commission de formuler les recommandations résumées ci-dessous :

1. Il devrait être ordonné à Énergie NB de présenter un plan stratégique dans les douze prochains mois qui soulignerait comment Énergie NB traiterait le tarif possible de 100 $ la tonne en 2010 imposé pour atténuer les effets du CO_2. Le plan devrait comprendre un exposé des initiatives de gestion axée sur la demande (GAD), des occasions de production non thermique et de la mise en valeur et de l'utilisation du gaz naturel.

   La Commission est d'avis qu'Énergie NB a fourni un exposé raisonnable des mesures qui devraient être prises pour satisfaire à une exigence de 100 $ la tonne relativement au CO_2. Dans son contre-interrogatoire, M. Marshall a renvoyé les intervenants à la preuve dans laquelle la VAN des trois options était donnée pour un tel scénario. Il a démontré que pour toute expansion future, les centrales nucléaires constitueraient la seule option viable. La question de la réduction des émissions de CO_2 n'est pas unique à Énergie NB. Elle touchera plusieurs différentes industries, y compris les producteurs d'énergie indépendants, dans l'avenir. La Commission encourage la Province à adopter des politiques appropriées pour aider Énergie NB et toute industrie existante ou éventuelle au Nouveau- Brunswick.

Pour ce qui est de la GAD, la Commission a déjà ordonné à Énergie NB de traiter ce point dans la preuve à présenter relativement à la demande relative à Point Lepreau.

La Commission ne pense pas qu'il soit indiqué pour Énergie NB d'entreprendre des études sur l'utilisation de la production non thermique ou sur la mise en valeur et l'utilisation du gaz naturel au Nouveau-Brunswick. Ces questions seraient mieux traitées de façon plus intégrée par la Province.

2. Le système de réduction catalytique, dont le coût estimatif se chiffre à 48 millions de dollars, devrait être ajouté maintenant plutôt que plus tard.

Il pourrait être nécessaire de réduire davantage les émissions de NO_x à un certain moment dans l'avenir, mais il n'est pas clair exactement quand et de combien il faudra réduire ces émissions. Énergie NB a réussi à convaincre la Commission qu'elle disposerait des fonds pour assurer une réduction des émissions de NO_x si cela s'avérait nécessaire.

3. Le contrat de vingt ans conclu avec BITOR devrait être négocié de façon à avoir une durée initiale de cinq ans avec l'option de le renouveler pour trois périodes consécutives de cinq ans. Une autre possibilité serait de négocier le contrat avec des clauses échappatoires.

Comme il a déjà été mentionné, la Commission est d'avis qu'un contrat d'une durée de cinq ans n'est pas souhaitable.

4. Énergie NB devrait rechercher un associé avec des fonds propres pour investir dans le projet.

   La Commission est d'avis que Énergie NB n'a pas besoin d'un associé avec des fonds propres pour investir dans le projet.

Recommandation

La Commission recommandera à Énergie NB de procéder à la remise à neuf de la centrale de Coleson Cove tel qu'il a été proposé dans la preuve.

FAIT à la ville de Saint John le 28ième jour de janvier 2002.

PAR LA COMMISSION

Lorraine R. Légère
Secrétaire